

(19) RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
INSTITUT NATIONAL
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE
PARIS

(11) N° de publication : **2 780 752**
(à n'utiliser que pour les
commandes de reproduction)
(21) N° d'enregistrement national : **98 08588**

(51) Int Cl⁷ : E 21 B 33/138, E 21 B 43/25, 49/00

(12)

DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

(22) Date de dépôt : 03.07.98.

(30) Priorité :

(43) Date de mise à la disposition du public de la
demande : 07.01.00 Bulletin 00/01.

(56) Liste des documents cités dans le rapport de
recherche préliminaire : *Se reporter à la fin du
présent fascicule*

(60) Références à d'autres documents nationaux
apparentés :

(71) Demandeur(s) : INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE
— FR.

(72) Inventeur(s) : CHAUVETEAU GUY, ZAITOUN
ALAIN, NABZAR LAHCEN et MONIN NICOLE.

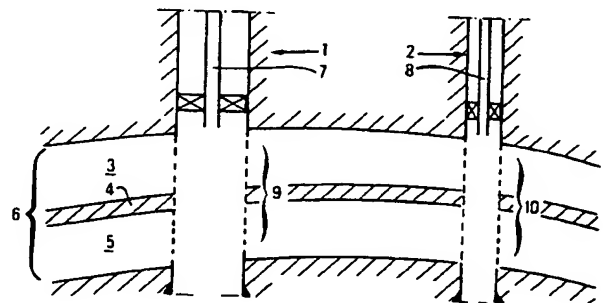
(73) Titulaire(s) :

(74) Mandataire(s) :

(54) METHODE POUR COLMATER DES FORMATIONS SOUTERRAINES PAR DESTABILISATION DE
DISPERSIONS DE PARTICULES COLLOIDALES.

(57) La présente invention concerne un procédé pour contrôler la perméabilité d'une formation souterraine à partir d'une dispersion aqueuse stabilisée de particules colloïdales :

- . on sélectionne la taille des particules en fonction de la taille des pores de ladite formation,
- . on choisit des produits stabilisants de ladite dispersion de façon que la fonction stabilisante desdits produits spécifiques soit annihilée par l'action in situ de l'un au moins des effets suivants: la température de la formation et le contact de la dispersion avec des hydrocarbures.
- . on injecte la dispersion dans ladite formation.



FR 2 780 752 - A1



5 La présente invention concerne un procédé pour colmater totalement ou partiellement des formations souterraines matricielles ou fissurées par déstabilisation d'une dispersion de particules colloïdales, de préférence, d'une dispersion de latex.

10 Dans un premier temps, la dispersion stabilisée est injectée dans la formation et se propage à une profondeur suffisante, pouvant aller de quelques centimètres à plusieurs dizaines de mètres. Dans le réservoir, la dispersion se retrouve dès lors dans des conditions qui la rendent instable. Dans ces conditions, les particules de latex ou équivalents, qui étaient
15 auparavant parfaitement séparées les unes des autres, ont tendance à s'agglomérer et/ou à se déposer sur les particules déjà adsorbées, et par suite à colmater progressivement le réseau poreux.

 L'action déstabilisatrice peut être engendrée par des conditions in
20 situ appropriées. Il peut s'agir d'une élévation de température de la dispersion. Cette élévation de température peut inhiber le pouvoir stabilisateur de l'agent stabilisant de la dispersion de latex, et de ce fait provoquer l'agglomération des particules de latex entre elles. L'agent stabilisant peut être un agent tensioactif, tel un émulsifiant, ou un
25 polymère, en particulier les copolymères et les polymères di-blocs ou tri-blocs, qui présentent des propriétés stabilisantes que l'on peut adapter à la nature de la particule. L'action déstabilisatrice peut aussi être une réactivité particulière vis-à-vis d'un fluide contenu dans le réservoir. Certains agents tensioactifs ou des polymères ont une solubilité importante
30 dans l'huile. Au contact de zones de forte saturation en huile d'un réservoir

d'hydrocarbures, le tensioactif qui stabilise le latex en dispersion se trouve progressivement solubilisé dans la phase hydrocarbonée et, de ce fait, la dispersion de latex se trouve progressivement déstabilisée dans cette zone.

5 Ainsi, la présente invention concerne un procédé pour contrôler la perméabilité d'une formation souterraine à partir d'une dispersion aqueuse stabilisée de particules colloïdales. Dans le procédé:

- on sélectionne la taille desdites particules en fonction de la taille des pores de ladite formation,
- 10 • on choisit des produits stabilisants de ladite dispersion de façon que la fonction stabilisante desdits produits spécifiques soit annihilée par l'action in situ de l'un au moins des effets suivants: la température de la formation et le contact de la dispersion avec des hydrocarbures.
- on injecte la dispersion dans ladite formation.

15 On peut utiliser des latex comme particules colloïdales, notamment des latex polystyrène sulfate.

Les produits stabilisants peuvent être choisis parmi les tensioactifs non ioniques de formule générale:



20 où R est un motif hydrocarbure et n est le nombre de groupements éthoxylés.

R peut être compris entre C₁₄ et C₁₈ et n compris entre 5 et 12.

On peut choisir R voisin de C₁₈ et n inférieur ou égal à 8 pour une déstabilisation par contact avec l'huile.

25 On peut choisir n compris entre 8 et 12 pour obtenir une déstabilisation par la température.

L'invention sera mieux comprise et ses avantages apparaîtront plus clairement à la lecture des exemples suivants, nullement limitatifs et
30 illustrés par les figures ci-annexées, parmi lesquelles :

- La figure 1 représente schématiquement en coupe un puits de production et un puits d'injection.
- La figure 2 représente également schématiquement un puits dans lequel apparaît le phénomène dit de "coning"

5

L'invention peut avoir des applications diverses, notamment le colmatage partiel ou total de certaines formations souterraines plus ou moins perméables. On pourra ainsi obtenir un meilleur contrôle des écoulements des fluides dans la formation souterraine qui forme un
10 réservoir.

Sur la figure 1, on a représenté schématiquement un réservoir d'hydrocarbures 6 constitué de plusieurs couches 3, 4, 5 de perméabilité très contrastée. La couche intermédiaire 4 est de perméabilité plus forte que les couches 3 et 5. Le réservoir est traversé par au moins deux puits 1 et 2
15 équipés, l'un d'une colonne de tubes de production 7, l'autre d'une colonne d'injection d'eau 8. L'espace intérieur du puits 1 cuvelé est en communication avec la formation productrice 6 par un ensemble de perforations 9 effectuées après l'exécution du forage et la cimentation de son cuvelage. De la même façon, les perforations 10 du puits 2 permettent
20 l'injection d'un fluide de balayage des réserves d'hydrocarbures en place dans le réservoir 6, par exemple de l'eau contenant ou non des additifs. Dans le cas illustré ici, à cause des contrastes de perméabilité entre les couches 3, 4 et 5, la couche la plus perméable 4 va se trouver préférentiellement balayée par l'eau d'injection, alors que les couches les
25 moins perméables 3, 5 vont rester encore fortement chargées en hydrocarbures. Très souvent, un phénomène de "court-circuit" s'installe, toute l'eau injectée ne passant que dans les couches déjà balayées, ici la couche 4. Dans ce cas, il est souhaitable de colmater, totalement ou partiellement, la couche perméable 4 de manière à diriger l'eau d'injection
30 vers les couches les moins perméables, fortement saturées en huile.

L'injection d'une dispersion de particules colloïdales, par exemple de latex, qui se déstabilise in situ, peut permettre dans certaines conditions spécifiques de réaliser cette action de diversion de l'eau d'injection. En effet, la dispersion, dont la viscosité est pratiquement égale à celle de l'eau, s'engouffre dans les zones les plus balayées, c'est-à-dire celles que l'on veut colmater. Après la mise en place de la dispersion à l'endroit désiré, il faut déstabiliser la dispersion de latex pour faire coaguler les particules et rendre effectif le colmatage, partiel ou total, de ces zones. L'eau ou le fluide de balayage injecté ultérieurement passera alors par les couches non balayées.

Le traitement au latex, ou à d'autres particules colloïdales de taille contrôlée, peut se faire soit sur un puits injecteur (puits 2, figure 1), soit sur un puits producteur (puits 1, figure 1). L'action résultante dans ces deux cas est une correction du profil de perméabilité du réservoir.

En cours de forage, des dispersions de latex peuvent également être utilisées pour colmater des zones à pertes, c'est-à-dire des formations traversées par le forage qui sont fortement perméables au fluide de forage. Des dispersions de latex peuvent aussi être utilisées pour créer une barrière artificielle autour d'un puits soumis à la montée d'un cône d'eau (phénomène de "coning"). La figure 2 illustre ce phénomène connu des hommes du métier. La formation productrice 11 surmonte une zone aquifère 12. Un puits 13 traverse ces deux zones et un cuvelage 14 a été posé dans le puits puis cimenté. Des perforations 15 rétablissent la communication entre l'espace intérieur du puits et la formation productrice. Lors de la production de l'effluent par la colonne de tubes 16, l'eau de la formation 12 ayant généralement une mobilité plus grande que celle dudit effluent ce qui se traduit par la formation d'un cône 17 d'eau. Le puits produit alors plus d'eau. Une dispersion de latex peut être injectée à titre préventif au niveau du contact eau/huile à la base du réservoir 11. Après fermeture des perforations et du puits pendant un temps suffisant pour permettre à la

dispersion de se déstabiliser in situ selon le procédé selon l'invention, on peut perforer à nouveau dans la partie supérieure du réservoir avant de remettre le puits en production. La couronne de latex déstabilisé mise en place au niveau du contact eau/huile constitue une barrière efficace pour empêcher la montée de l'eau et la formation d'un cône d'eau autour du puits.

On dispose de divers paramètres pour optimiser le présent procédé en fonction des conditions particulières rencontrées : nature et taille des particules de latex, nature de l'agent tensioactif stabilisant, etc. Les particules de latex ont une taille qui peut varier entre une fraction de micromètre et plusieurs micromètres. De plus, la distribution en taille de ce type de particules est généralement très étroite. La taille des particules de latex peut donc être ajustée de telle sorte que le latex ne pénètre pas les pores des couches les moins perméables (que l'on veut stimuler), mais qu'il se propage sans problème dans les pores des couches les plus perméables (que l'on veut envahir par la dispersion pour le colmatage). De plus, si le coeur du latex est lipophile (par exemple du polystyrène), toute la fraction de dispersion ayant envahie les zones à huile se trouvera progressivement dissoute dans l'huile, ce qui protège de l'endommagement des zones productrices que l'on veut stimuler. Enfin, le choix de l'agent tensioactif stabilisant est adapté aux conditions du réservoir rencontrées.

Comme précisé plus haut, les particules de latex peuvent être choisies dans une très large gamme de tailles. Les plus fines (d'une taille inférieure à 0,1 micromètre) peuvent être injectées sans problème dans les réservoirs les moins perméables (dont la perméabilité ne dépasse pas quelques millidarcy). De plus, leur répartition en taille est très étroite, ce qui permet d'ajuster finement la taille du latex à la taille des pores de la zone à colmater.

Les latex sont des colloïdes dont la rigidité peut varier, mais sont généralement peu déformables même sous les fortes contraintes

hydrodynamiques qui règnent généralement aux abords des puits. La sélectivité stérique est donc assurée, ce qui n'est pas le cas des colloïdes déformables comme les polymères ou les gels. De par leur rigidité, les dispersions de latex ont des viscosités très faibles, voisines de celle de l'eau d'injection. Cette faible viscosité est un atout pour garantir la pénétration importante du latex dans les zones perméables, et la faible pénétration dans les zones les moins perméables. Les solutions de polymères ou les gels ont des viscosités très supérieures, qui défavorisent la mise en place du produit autour du puits.

Contrairement aux polymères ou aux gels, les latex sont très résistants à la température. Ils peuvent donc être utilisés pour des réservoirs chauds et profonds qui ne peuvent pas être traités par les gels dont la température limite est de l'ordre de 120 °C.

Enfin, comme mentionné plus haut, certains latex sont solubles dans l'huile, ce qui peut être mis à profit pour éliminer l'endommagement des zones à huiles que l'on ne veut surtout pas colmater.

L'agent stabilisant de la dispersion de latex a pour rôle de permettre une parfaite stabilisation de la dispersion injectée, mais doit pouvoir perdre son pouvoir stabilisateur dans les zones à colmater. Dans la présente invention, le procédé utilise un agent stabilisant qui perd ses propriétés stabilisantes soit au contact de l'huile, soit avec une augmentation de la température due au réchauffement de la solution injectée dans un réservoir chaud (par rapport à la température d'injection de la solution stabilisée).

Certaines familles de tensioactifs présentent ces caractéristiques, tels les alcools oléo-cétyliques polyéthoxylés, qui sont de bons agents stabilisants des latex de polystyrène sulfate, et perdent ce pouvoir soit au contact de l'huile, soit à température élevée.

Ces tensioactifs non ioniques ont pour formule générique :



où R est un motif hydrocarbure et n est le nombre de groupement
ethoxylés. R constitue la partie lipophile du tensioactif et $(\text{OCH}_2\text{CH}_2)_n - \text{H}$
constitue la partie hydrophile. Dans certain cas de l'application envisagée,
on peut optimiser le procédé en choisissant de préférence des valeurs de R
5 allant de C₁₄ à C₁₈ et des valeurs de n comprises entre 5 et 12. Pour une
déstabilisation par contact avec certaines huiles, on peut, par exemple,
rechercher un tensioactif ayant un R voisin de C₁₈ et n inférieur ou égal à
8. Pour une déstabilisation par la température, on peut être guidé en
choisissant n entre 8 et 12, la plus grande valeur étant mieux adaptée aux
10 réservoirs les plus chauds.

De manière plus générale, les tensioactifs sont caractérisés par leur
HLB ("Hydrophilic Lipophilic Balance"). Les tensioactifs très lipophiles ont
un HLB environ à 1. Les tensioactifs très hydrophiles peuvent atteindre des
valeurs de HLB de 40. On peut choisir le HLB le plus adéquat en fonction
15 des conditions que l'on impose à la stabilisation et à la déstabilisation de la
dispersion injectée.

Dans l'exemple suivant, on utilise un tensioactif de la famille
précédente où R est un C₁₈ insaturé à 70 % et n = 8. La formule de calcul
du HLB pour ce type de produit est :

20
$$\text{HLB} = E/5$$

où E est le pourcentage en masse d'oxyde d'éthylène dans la
molécule.

Dans notre cas, $E = 100 \times 8 \times 44 / 610 = 57,7$ et $\text{HLB} = 11,5$

On vérifie donc que le tensioactif choisi présente un caractère
25 hydrophile/lipophile intermédiaire.

1) DESTABILISATION PAR LA TEMPERATURE

On prépare dans un bêcher d'un litre, 400 ml d'une dispersion dans
l'eau distillée de latex polystyrène sulfate (diamètre nominal des particules
30 égal à environ 0,224 µm) à la concentration de 500 ppm et contenant

800 ppm de tensioactif A dont la formule chimique est donnée ci-dessous. La solution ainsi préparée est appelée S1.

Formule chimique de A :



5 avec $R = C_{18}$ et $n = 8$.

Dans un autre b cher de un litre, on prépare 400 ml d'une solution 2 M (deux fois molaire) de chlorure de sodium (NaCl) et 0,2 M (deux dixième de fois molaire) de chlorure de calcium (CaCl₂). La solution ainsi préparée est appelée S2.

10 On mélange S1 et S2. La solution S résultant de ce mélange a un volume de 800 ml et la composition suivante :

- Latex polystyrène sulfate (250 ppm),
- Tensioactif A (400 ppm), NaCl (1 M) et CaCl₂ (0,1 M).

15 Elle est conservée dans un flacon bouché et sert pour la suite des expériences.

On place dans trois étuves de températures respectives 25, 45 et 60 C, des tubes bouchés contenant 20 ml de solution S. Au bout de 15 jours, on observe que la dispersion est rest e stable dans les étuves à 25 et à 45 C, alors que dans l'étuve à 60 C, la dispersion s'est déstabilisée, générant des agrégats blancs qui sédimentent dans le fond du tube, résultant de la coagulation des particules de latex.

On poursuit l'expérience par une injection en milieux poreux, reproduisant l'injection dans une formation souterraine. Le milieux poreux est constitué par un massif de sable de caractéristiques suivantes :

- 25
- Longueur = 2,8 cm
 - Diamètre = 1,5 cm
 - Porosité = 44% et perméabilité = 400 mD.

Le massif est placé dans une étuve à 25 C. On injecte la solution S en continu, à débit constant de 10 ml/h, dans le massif tout en enregistrant la pression différentielle à ses bornes. Au préalable, le massif a été saturé et

balayé à l'eau distillée. La pression différentielle mesurée à l'eau pour un débit d'injection de 10 ml/h est de 1000 Pa.

Après l'injection de 100 volumes de pore de solution S, on observe que la pression différentielle est parfaitement stable et égale à 1400 Pa. La
5 réduction de perméabilité due à l'adsorption du latex sur la paroi des pores est donc égale à $R_k = 14/10 = 1,4$.

On augmente alors la température de l'étuve, que l'on fixe à 45°C. On injecte 100 volumes de pore de solution S au même débit de 10 ml/h. On observe que la pression différentielle se stabilise à une valeur de 2000 Pa, ce
10 qui correspond à une réduction de perméabilité de $R_k = 2$.

On augmente une nouvelle fois la température de l'étuve, que l'on fixe à 60°C en poursuivant l'injection de la solution S à 10 ml/h. On observe que la pression différentielle n'est plus stable et augmente progressivement. Au bout de 30 volumes de pore seulement, elle atteint 6000 Pa. On réduit
15 alors le débit d'injection à 1 ml/h. La pression augmente toujours. Au bout de 30 volumes de pore, la réduction de perméabilité est de $R_k = 120$.

Il est clair que le massif de sable se colmate progressivement, soit par le dépôt de latex à la surface des pores, soit par les agrégats résultants de la coagulation des particules de latex qui ne sont plus stabilisées par le
20 tensioactif.

2) DESTABILISATION PAR LE CONTACT DE L'HUILE

Dans une éprouvette graduée de 100 ml, on verse 50 ml de la solution S précédente et 50 ml d'un brut lourd de gisement de densité
25 14 °API et de viscosité d'environ 1000 cP à 25°C.

L'éprouvette est rebouchée et placée dans une étuve à 25°C.

Au bout de 30 jours, on observe la formation d'un film solide souple à l'interface entre la phase aqueuse et la phase organique. Ce film résulte de la coagulation d'une fraction des particules de latex au contact de l'huile,

coagulation provoquée par la solubilisation dans l'huile d'une fraction du tensioactif stabilisant A.

On effectue ensuite une expérience en milieux poreux simulant l'injection de la dispersion de latex dans un réservoir. Pour cela, on réalise
5 un massif de sable de même caractéristiques que le massif précédent (porosité = 44%, perméabilité = 400 mD), que l'on place dans une étuve à 25°C. Le massif est saturé d'eau. On mesure la pression différentielle qui s'établit à environ 1000 Pa pour un débit d'injection d'eau de 10 ml/h. On place ensuite le massif à saturation irréductible en eau en injectant 10
10 volumes de pore d'huile à 1 ml/h. La pression s'établit à 96000 Pa. On injecte ensuite 100 volumes de pore d'eau au débit de 10 ml/h. Le massif se trouve alors à saturation résiduelle en huile et la pression se stabilise à 3500 Pa. On injecte à nouveau 10 volumes de pore d'huile au débit de 1 ml/h. Le massif se retrouve alors à saturation irréductible en eau et la
15 pression se stabilise à 100000 Pa.

On injecte ensuite un demi volume de pore de la dispersion de latex S et on conserve le massif à l'étuve à 25°C pendant 30 jours. On injecte alors 100 volumes de pore d'eau à 10 ml/h. La pression monte, puis se stabilise à une valeur de 300000 Pa. La réduction de perméabilité induite par l'action
20 de la dispersion de latex est donc de $R_k = 85$. Cette action colmatante est due à la déstabilisation d'une fraction du latex au contact de l'huile, déstabilisation générant des résidus solides in situ. On confirme l'observation faite en éprouvette.

REVENDICATIONS

1.Procédé pour contrôler la perméabilité d'une formation souterraine à partir d'une dispersion aqueuse stabilisée de particules colloïdales, 5 caractérisé en ce que:

- on sélectionne la taille desdites particules en fonction de la taille des pores de ladite formation,
- on choisit des produits stabilisants de ladite dispersion de façon que la fonction stabilisante desdits produits spécifiques soit annihilée par 10 l'action in situ de l'un au moins des effets suivants: la température de la formation et le contact de la dispersion avec des hydrocarbures.
- on injecte la dispersion dans ladite formation.

2.Procédé selon la revendication 1, dans lequel on utilise des latex 15 comme particules colloïdales.

3.Procédé selon la revendication 2, dans lequel lesdits latex sont des latex polystyrène sulfate.

20 4.Procédé selon l'une des revendications 1 à 3, dans lequel les produits stabilisants sont choisis dans les tensioactifs non ioniques de formule générale:



où R est un motif hydrocarbure et n est le nombre de groupements 25 éthoxylés.

5.Procédé selon la revendication 4, dans lequel de R est compris entre C₁₄ et C₁₈ et n compris entre 5 et 12.

6. Procédé selon la revendication 5, dans lequel on choisit R voisin de C_{18} et n inférieur ou égal à 8 pour une déstabilisation par contact avec l'huile.

- 5 7. Procédé selon la revendication 5, dans lequel on choisit n compris entre 8 et 12 pour obtenir une déstabilisation par la température.

1/1

FIG.1

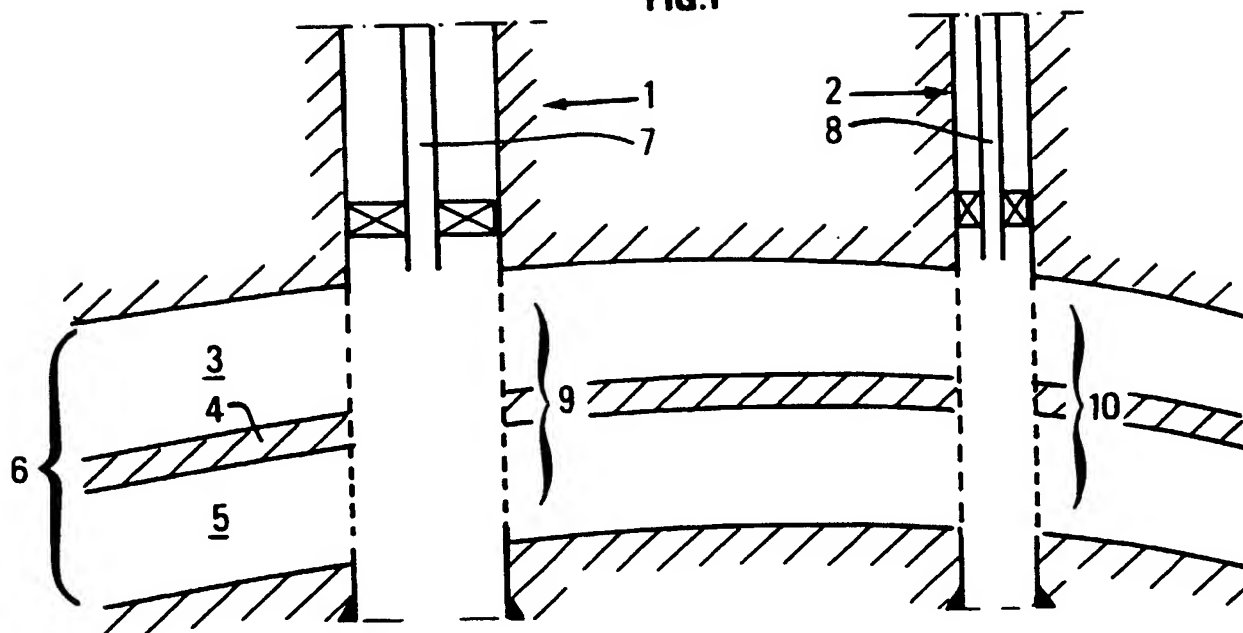
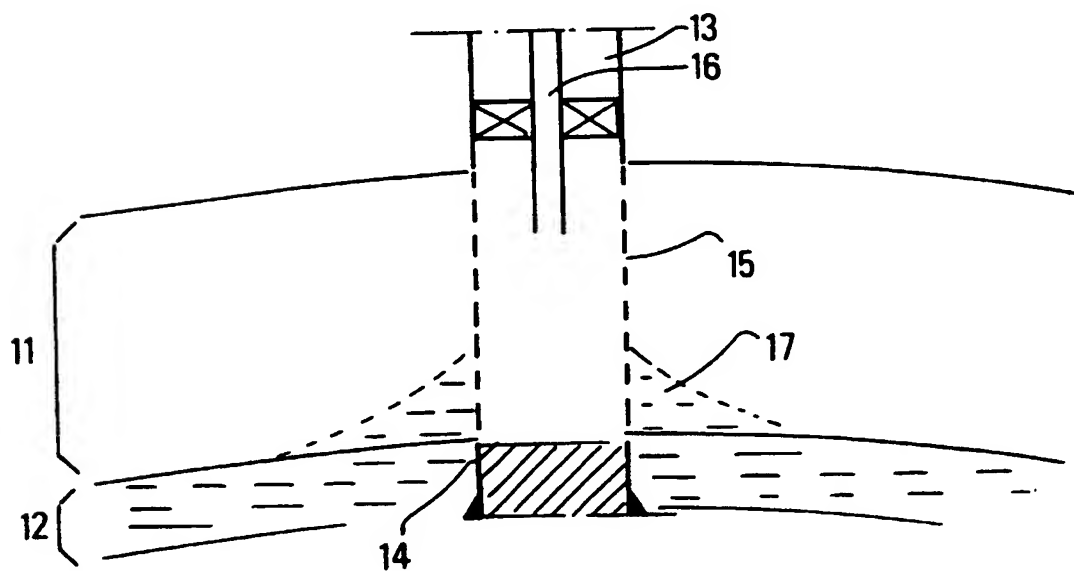


FIG.2



INSTITUT NATIONAL
de la
PROPRIETE INDUSTRIELLE

**RAPPORT DE RECHERCHE
PRELIMINAIRE**
établi sur la base des dernières revendications
déposées avant le commencement de la recherche

N° d'enregistrement
national

FA 559352
FR 9808588

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		Revendications concernées de la demande examinée
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	
X	DATABASE WPI Section Ch, Week 9530 Derwent Publications Ltd., London, GB; Class H01, AN 95-230005 XP002095250 & RU 2 024 734 C (DRILLING TECH RES INST) , 15 décembre 1994 * abrégé *	1,2
X	US 3 730 271 A (J.W. GALL) 1 mai 1973 * colonne 2, ligne 13 - ligne 33 * * colonne 7, ligne 38 - ligne 31 * * colonne 4, ligne 45 - colonne 5, ligne 18 *	1,2
X	US 3 443 640 A (F.A. KLEIN) 13 mai 1969 * colonne 1, ligne 44 - ligne 50 * * colonne 2, ligne 18 - ligne 23 * * colonne 2, ligne 29 - ligne 36 * * colonne 2, ligne 48 - ligne 59 *	1
X	US 3 323 589 A (R.R. HARVEY) 6 juin 1967 * colonne 2, ligne 34 - ligne 44 * * colonne 2, ligne 64 - colonne 3, ligne 1 * * colonne 3, ligne 39 - ligne 50; revendication 1 *	1,4
X	GB 2 262 117 A (THE BRITISH PETROLEUM COMPANY) 9 juin 1993 * page 4, ligne 9 - ligne 22 * * page 5, ligne 27 - ligne 31; revendication 1 * * page 6, ligne 24 - ligne 27 *	1,2
-/--		
		DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int.CL.8)
		E21B
Date d'achèvement de la recherche		Examineur
15 mars 1999		Hilgenga, K
CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES		
T : théorie ou principe à la base de l'invention		
E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure.		
D : cité dans la demande		
L : cité pour d'autres raisons		
A : membre de la même famille, document correspondant		
X : particulièrement pertinent à lui seul		
Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie		
A : pertinent à l'encontre d'au moins une revendication ou arrière-plan technologique général		
O : divulgation non-écrite		
P : document intercalaire		

6

EPO FORM 1503 03.82 (P4/C13)

INSTITUT NATIONAL
de la
PROPRIETE INDUSTRIELLE

**RAPPORT DE RECHERCHE
PRELIMINAIRE**
établi sur la base des dernières revendications
déposées avant le commencement de la recherche

N° d'enregistrement
national

FA 559352
FR 9808588

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		Revendications concernées de la demande examinée
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	
A	WO 92 12325 A (INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE) 23 juillet 1992 * page 2, ligne 28 - page 3, ligne 7; revendications 1,5,7 * * page 3, ligne 8 - page 4, ligne 8 *	1-3
A	DD 143 451 A (VEB ERDGASFÖRDERUNG SALZWEDEL) 20 août 1980 * page 4, ligne 11 - ligne 15 *	
A	US 2 121 036 A (C. IRONS) 21 juin 1938 * page 1, colonne de droite, ligne 1 - ligne 23 *	
A	US 3 727 412 A (J.W. MARX) 17 avril 1973 * revendication 1 *	
A	US 3 123 158 A (J.P. GALLUS) 3 mars 1964 * colonne 3, ligne 49 - colonne 4, ligne 46 *	
		DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int.CL.6)
Date d'achèvement de la recherche		Examineur
15 mars 1999		Hilgenga, K
CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES		
X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : pertinent à l'encontre d'au moins une revendication ou arrière-plan technologique général O : divulgation non-écrite P : document intercalaire		
T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant		

6

EPO FORM 1503 03.82 (P4/C13)